

Геологія, розвідка та геофізика нафтових і газових свердловин

УДК 550.832

DOI: 10.31471/1993-9868-2023-1(39)-7-15

ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ПРОВЕДЕННЯ ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН

*І. О. Федак, В. В. Федорів, В. А. Усков**

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
e-mail: geophys@iung.edu.ua, meduzaf@ukr.net*

Переважає більшість нафтових родовищ в Україні перебуває на завершальній стадії розробки. Власна енергія таких покладів вичерпана, тож для подальшого вилучення нафти інженери змушені вживати заходів для підтримання внутрішнього пластового тиску. Але незважаючи на такі зусилля існує ряд чинників, які перешкоджають вільному притоку флюїдів до свердловини. Зокрема, у процесі тривалого періоду відбору продукції з перфорованого інтервалу, погіршуються фільтраційні властивості пласта у присвердловинній зоні, що пов'язано з поступовою її кольматацією внаслідок фізико-хімічних процесів, які відбуваються при фільтрації флюїдів вздовж порового простору. Одним з найефективніших способів інтенсифікації притоку нафти у свердловину є застосування технології гідравлічного розриву пласта. Здійснення такої операції у свердловині є комплексною складною задачею, для вирішення якої необхідно як врахування апріорної інформації про фільтраційно-ємнісні та механічні властивості пласта, мінеральний склад матриці гірської породи та ступінь її неоднорідності, характеристики нафти, пластовий тиск, температуру тощо, так і забезпечення контролю ефективності проведених робіт. Основним джерелом інформації у даному випадку є геофізичні та гідродинамічні дослідження у свердловині. У даній роботі проведено оцінку та показано можливості використання результатів комплексу геофізичних і гідродинамічних методів як невід'ємної складової технології гідравлічного розриву пласта, та продемонстровано ефективність даної технології для підвищення дебетів свердловин старого фонду.

Ключові слова: гідравлічний розрив пласта, геофізичні дослідження свердловин, інтенсифікація притоку, гідродинамічні дослідження свердловин, менілітові відклади, пористо-тріщинуваті породи.

The vast majority of oil fields in Ukraine are at the final stage of development. The inherent energy of such deposits has been exhausted, and in order to further extract oil, engineers are forced to take measures to maintain internal reservoir pressure. However, despite these efforts, there are a number of factors that impede the free flow of fluids into the well. In particular, during a long period of products withdrawal from the perforated interval, the filtration properties of the formation in the near-well zone deteriorate due to its gradual colmatization as a result of physical and chemical processes that occur during fluid filtration along the pore space. One of the most effective ways to stimulate oil flow into a well is to use hydraulic fracturing technology. Performing such an operation in a well is a complex task that requires taking into account a priori information about the filtration, capacitance and mechanical properties of the formation, the mineral composition of the rock matrix and the degree of its heterogeneity, oil characteristics, reservoir pressure, temperature, etc., and ensuring the control of the efficiency of the work performed. In this case, the main source of information is well logging and well testing. This paper evaluate and shows the possibilities of using the results of a set of geophysical and hydrodynamic methods as an

integral part of hydraulic fracturing technology and demonstrates the effectiveness of this technology for increasing the flow rates of old wells.

Keywords: hydraulic fracturing, well logging, flow stimulation, well testing, menilite deposits, porous-fractured rocks.

Вступ

Під час розробки нафтових і газових родовищ виникають проблеми, пов'язані з нерівномірною виробкою запасів із пластів через різну проникність окремих прошарків та наявності зон погіршеної проникності у міжсвердловинному просторі. Однак сучасні технології не виключають можливості виробки окремих пасток зі значними запасами нафти, віддалених від стовбура свердловини. Одним із найбільш ефективних методів збільшення продуктивності свердловин, що суттєво впливає на коефіцієнт нафтогазоконденсатовилучення, є гідравлічний розрив пласта (ГРП).

Скласти уяву про структуру продуктивного пласта та провести контроль параметрів навколосвердловинного простору до і після проведення ГРП можна шляхом зіставлення та кореляції геофізичних кривих. Геофізичні дослідження свердловин хоч і забезпечують високу щільність даних (стандартний крок квантування у 20 см), але не дають можливості достовірно визначити характеристики колекторів у міжсвердловинному просторі. Це стосується і даних, отриманих при дослідженні керну: вони надійно описують пласт і його ємнісно-фільтраційні параметри, але ця інформація дискретна і не може повною мірою характеризувати пласт-колектор. Таким чином, результати геофізичних досліджень свердловин, які використовують під час оцінки якості проведення гідравлічного розриву пласта, обов'язково повинні бути доповнені даними інших методів.

Використовуючи існуючі прийоми та методики, пов'язані з проведенням гідравлічного розриву пласта, а також оцінкою якості проведених робіт, інженери нашої галузі намагаються, пов'язані з неоднорідністю матриці гірської породи. Тому проблема оцінки повноти розкриття порового простору після проведення ГРП залишається актуальною і на сьогодні.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

Гідравлічний розрив пласта є одним з механічних методів дії на пласт, який спрямований на розширення існуючих та утворення нових тріщин у привибійній зоні пласта щільних низькопроникних колекторів.

У нафтогазовій промисловості України ефективно застосовують дві принципово різні

технології гідравлічного розриву пласта [1]. Протягом 1955–1996 рр. у свердловинах проводили звичайний гідравлічний розрив пластів ньютонівськими рідинами із закріпленням тріщин піском (або без закріплення). Така методика була ефективною на початковій стадії розробки родовищ із високим пластовим тиском. Із 1996 р. застосовують потужний гідравлічний розрив пласта (ПГРП), який відрізняється від попереднього використанням високов'язких ньютонівських рідин, закріпленням тріщин високими концентраціями керамічних пропантів, збільшенням витрати рідин і тиску їх нагнітання [1].

Ю. Д. Качмар та І. М. Петраш успішно провели гідравлічний розрив пласта без закріплення тріщин (так зване «гідравлічне щілинування пласта» – ГЩП) у свердловинах із закольматованою привибійною зоною і пластовим тиском, вищим від гідростатичного [2]. Процес проводили без спуску–підймання насосно-компресорних труб (НКТ), оскільки пакування у стикозварних колонах часто не вдавалося. Гідравлічне щілинування пласта призводить до очищення каналів перфорації та інтенсивного промивання розкритих тріщин, що, в свою чергу, збільшує дебіт свердловин.

На основі аналізу індикаторних кривих ГРП Качмар Ю. Д. розробив методику прогнозування зміни тиску під час розвитку тріщини і витрати ньютонівської рідини, необхідної для її закріплення піском [3, 4].

Починаючи з 1996 року, ПАТ «Укрнафта» почала використовувати потужний гідравлічний розрив пласта на нафтогазових родовищах України [5]. Використання нового обладнання дало можливість готувати складні рецептури технологічних рідин для гідравлічного розриву безпосередньо на свердловині і нагнітати у свердловину технологічні рідини із закріплювачем тріщин.

У роботі [6] розглядаються особливості обробки та інтерпретації даних мікросейсмічного моніторингу гідравлічного розриву пласта. Авторами запропоновано способи використання світового досвіду мікросейсмічного моніторингу ГРП під час проведення таких робіт в умовах нафтогазоносних провінцій України. Встановлено, що визначення зон поширення тріщин, які виникають у процесі гідравлічного розриву, дає змогу оцінити ймовірне збільшен-

ня припливу вуглеводнів та визначити доцільний спосіб експлуатації родовищ. Водночас, геометрія зон поширення тріщин запобігає виникненню негативних результатів гідравлічного розриву пласта, які пов'язані з непередбаченим руйнуванням продуктивних пластів.

Оскільки нафтогазові компанії працюють над покращенням публічного іміджу технології гідравлічного розриву пластів щодо забруднення води, у США розглядають, якого рівня прозорості вимагати від нафтогазової галузі. Одним із способів вирішення проблеми забруднення ґрунтових вод є вимога використання специфічних індикаторів у рідині для гідророзриву, щоб можна було відстежити джерело ймовірного забруднення [7].

Для моніторингу гідророзриву пластів у США застосовують технологію з використанням індикаторних рідин. Такі індикатори, як хімічні домішки або короткоживучі радіоактивні ізотопи, додають до рідини для гідророзриву. Аналізуючи результати геофізичних досліджень свердловин, відстежують переміщення цих індикаторів і оцінюють розподіл закачуваної рідини в породі. Ця інформація допомагає оцінити ступінь і ефективність поширення тріщин.

BaseTrace, стартап-компанія, створена групою випускників Університету Дьюка, розробила, на думку її засновників, «безвідмовний» трейсер без небезпечних побічних ефектів. Це специфічний індикатор на основі ДНК, який можна додати до рідини для гідророзриву, щоб визначити, чи існує зв'язок між місцями буріння та землею чи питною водою. Кожен індикатор має власну унікальну послідовність, тож кожній свердловині буде призначено свій власний індикатор, що дасть змогу зрозуміти точку входу забруднення [8].

Інша компанія, FracEnsure, розробила індикатор із використанням наноіржі, який також нешкідливий. Він має низькі концентрації, але залишається можливість його виявлення, принаймні впродовж кількох тижнів, що дасть змогу вирішити проблему [8].

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

В основі базових методик з оцінки ефективності розкриття пласта в основному використовуються результати гідродинамічних досліджень та мікросейсмічного моніторингу гідравлічного розриву пласта. Враховуючи удосконалення апаратури, методик проведення та обробки результатів геофізичних досліджень свердловин з'являється можливість використання інших геофізичних методів досліджень під час

контролю ефективності проведення гідравлічного розриву пласта. Тому для вирішення поставлених задач такого напрямку у роботі пропонується використовувати результати свердловинних досліджень термометрії та радіоактивних методів.

Мета та завдання досліджень

Метою даної роботи є оцінка ефективності геофізичних методів та можливість їх комплексування в різних геологічних і техніко-технологічних умовах для контролю якості гідравлічного розриву пластів, які проводять на нафтогазових родовищах.

Для вирішення поставленої мети необхідно провести аналіз впливу можливих геологічних, технічних і технологічних чинників на якість гідравлічного розриву пласта та відображення отриманих у пласті та свердловині результатів на каротажних кривих. Такий підхід дасть змогу оптимізувати комплекс геофізичних досліджень при контролі якості гідравлічного розриву пластів.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

В якості фактичного матеріалу для виконання даної роботи автори використали результати геолого-геофізичних досліджень одного з нафтових родовищ Карпатського регіону, на якому широко застосовували технологію гідравлічного розриву пластів. З міркувань конфіденційності у даній роботі назву родовища не вказано.

Досліджуване нафтове родовище характеризують складною геологічною будовою, мінливістю товщин та колекторських властивостей за розміром та за площею, наявністю значної мережі поперечних і повздовжніх тектонічних порушень, літологічним заміщенням та виклинуванням [9, 10].

Нафтонасичені горизонти даного родовища приурочені до менілітових відкладів олігоцену, бистрицьких, вигодських та манявських відкладів еоцену і ямненських відкладів палеоцену. Дослідження зразків керну із бистрицько-вигодського горизонту підрахунку вказують на те, що пористість змінюється в дуже широкому діапазоні від 0,1 % до 18,8 %, проникність окремих зразків сягає $(50 \div 80) \times 10^{-3}$ мкм². Із манявсько-ямненського горизонту підрахунку дослідження керну вказують на пористість продуктивної товщі більше 7 %. Значення пористості із горизонту підрахунку змінюються від 0,1 % до 16,1 %, а їх проникність від 0,01 до $76,8 \times 10^{-3}$ мкм². Визначення проводились як пе-

рпендикулярно, так і паралельно нашаруванню. Гранулометричний склад порід з горизонтів підрахунку (бистрицько-вигодської та манявсько-ямненської) визначався в основному на високопористих зразках (9 % і більше). У них переважають зерна розміром 0,25-0,1 мм і 0,1-0,05 мм.

Всі літологічні різновиди порід менілітової, бистрицької, вигодської і манявської світ – пористо-тріщинуваті. Серед великого розмаїття тріщин є три основні види: заповнені мінеральною речовиною; відкриті; частково заповнені мінеральною речовиною, а частково відкриті.

У пісковиках і алевролітах менілітової світи олігоцену, а також у цих самих породах еоцену найчастіше зустрічаються відкриті тріщини, що можуть впливати на фільтраційні властивості порід. З тріщинами пов'язане існування окремих надвисокопродуктивних свердловин [11].

Існування надвисокопродуктивних свердловин пов'язане із зонами розуцільнення та нафтовими покладами тріщинно-жильної форми. Тріщинно-жильний тип нафтових покладів є особливо характерним для нафтових родовищ Прикарпаття. Тут можна очікувати розкриття нових тріщинно-жильних покладів нафти на різних глибинах. Тому проведення ГРП є доцільним і у більшості відповідає прогнозованим результатам.

На даний час всі три поклади (менілітовий, бистрицько-вигодський і манявський) знаходяться у пізній стадії розробки і продовжують розроблятися із заводненням при практично площовій системі.

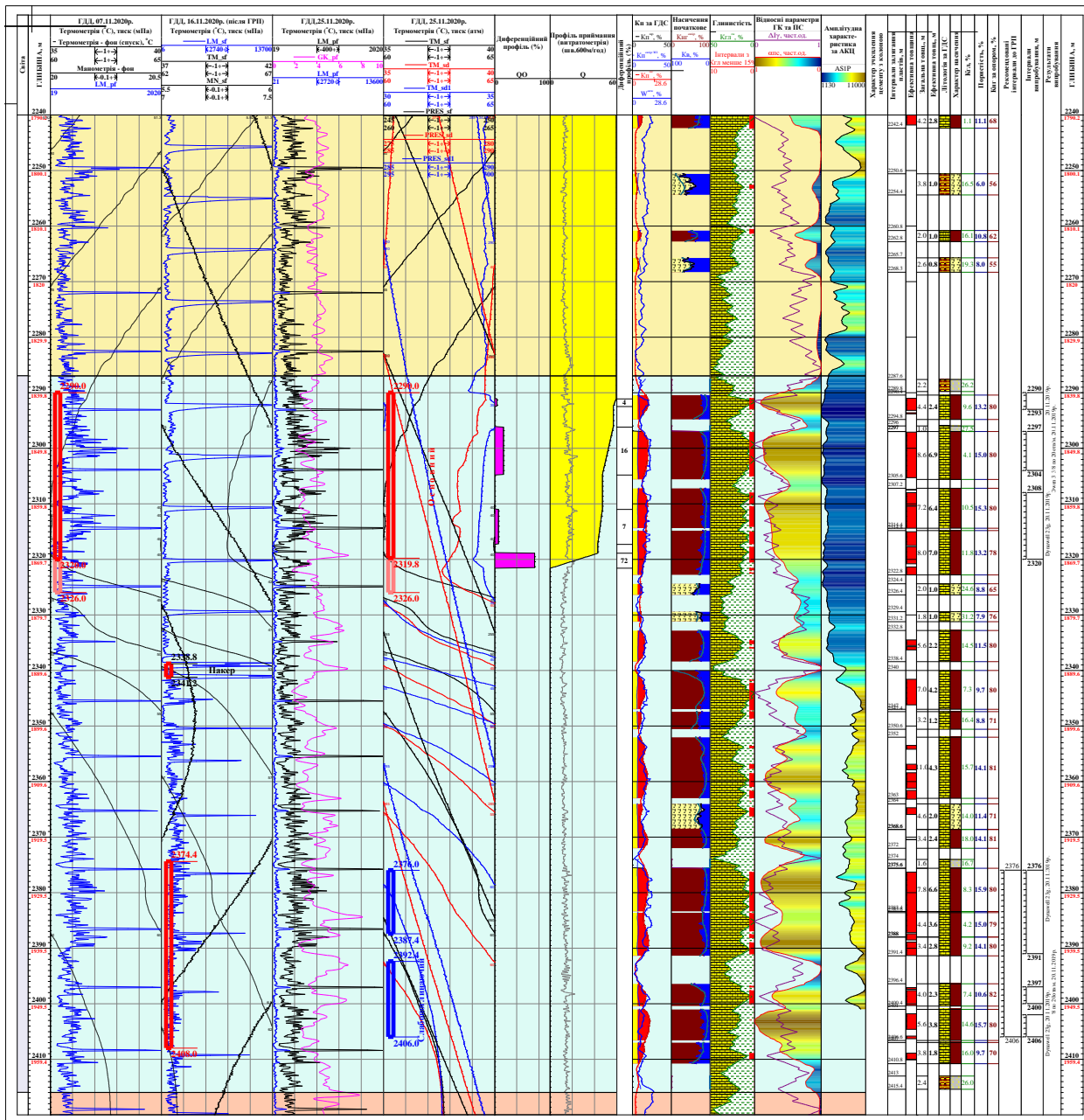
Вивчення експлуатаційних характеристик пласта (притік і приймальність флюїдів, працюючу товщину, продуктивність, пластовий тиск та ін.), здійснюють за допомогою таких методів ГДС, як витратометрія, термометрія тощо. За результатами гідродинамічних і геофізичних досліджень експлуатаційних характеристик визначають коефіцієнт охоплення покладу процесом витіснення нафти по всьому об'єкту, коефіцієнт продуктивності окремих пластів, якість їх розкриття. Отримані відомості є основою для планування заходів з підвищення ефективності розробки покладів, за збільшенням охоплення (впливу) їх заводненням, за використанням тих чи інших методів інтенсифікації притоку, приймальності флюїдів тощо.

Нові методики геофізичних досліджень свердловин, сучасна геофізична апаратура та спеціалізоване програмне забезпечення, таке, як ГеоПошук, дозволяють оперативно проводити автоматизовану комплексну обробку та інтерпретацію промислово-геофізичної інформації.

З урахуванням результатів геофізичних досліджень свердловин, для збільшення об'ємів нагнітання пластових вод у св. № XX1, були заплановані роботи з дострілу вигодських відкладів в інтервалах 2290–2293 м, 2297–2304 м, 2308–2320 м, 2376–2391 м, 2397–2400 м, 2402–2406 м (рис. 1, рис. 2).

Для визначення інтервалів поглинання після проведення ПВР було виконано комплекс гідродинамічних досліджень свердловин (ГДДС), включно з гамма-каротажем, магнітною локацією муфт, термометрією, манометрією в статичному режимі та після нагнітання води. За результатами виконаних геофізичних досліджень, після дострілу вигодських відкладів, встановлено, що основними інтервалами поглинання рідини нагнітання є 2292–2324 м, 2330,5–2338 м, а в межах глибин від 2376,4 м до 2405 м відмічено незначне поглинання. Найбільші аномалії на кривих термометрії та термодобітометрії, які характерні для максимального поглинання, відмічено в інтервалі глибин від 2317 м до 2324 м. Умовно можна припустити, що від 85 % до 90 % рідини поглинається верхньою частиною вигодських відкладів (2292–2338 м) та, відповідно, від 10 % до 15 % – нижньою перфорованою частиною вигодських відкладів (2376–2405 м). Слід зауважити, що інтервал основного поглинання за кривими термометрії характеризується потужною від'ємною аномалією та простежується нижче отворів перфорації (інтервал ПВР 2290–2320 м (вибірково), а інтервал поглинання – від 2292 м до 2338 м), що, ймовірно, пов'язано з заколонним рухом.

З метою збільшення приймальності нижньої частини розкритих відкладів вигодської світи, які характеризувались слабкою роботою, в інтервалі глибин від 2376 м до 2406 м, зроблено спробу застосування такого заходу з інтенсифікації, як скерована кислотна обробка. Після кислотної обробки проведено комплекс гідродинамічних досліджень для визначення працюючих інтервалів: манометрію, термометрію, (1 – фоновий замір; 2 – замір у працюючій свердловині, під час закачування рідини у свердловину; 3 – замір у працюючій свердловині, після закачування рідини у свердловину; 4 – замір після кількогодінної роботи свердловини), серію механічної витратометрії (на різних швидкостях). Відповідно до результатів виконаних досліджень, поглинання рідини спостерігають в інтервалі 2290–2320 м та внаслідок заколонного руху рідини в інтервалі 2320–2326 м. Рух рідини простежують до глибини 2326 м. Нижче глибини 2326 м змін температури на

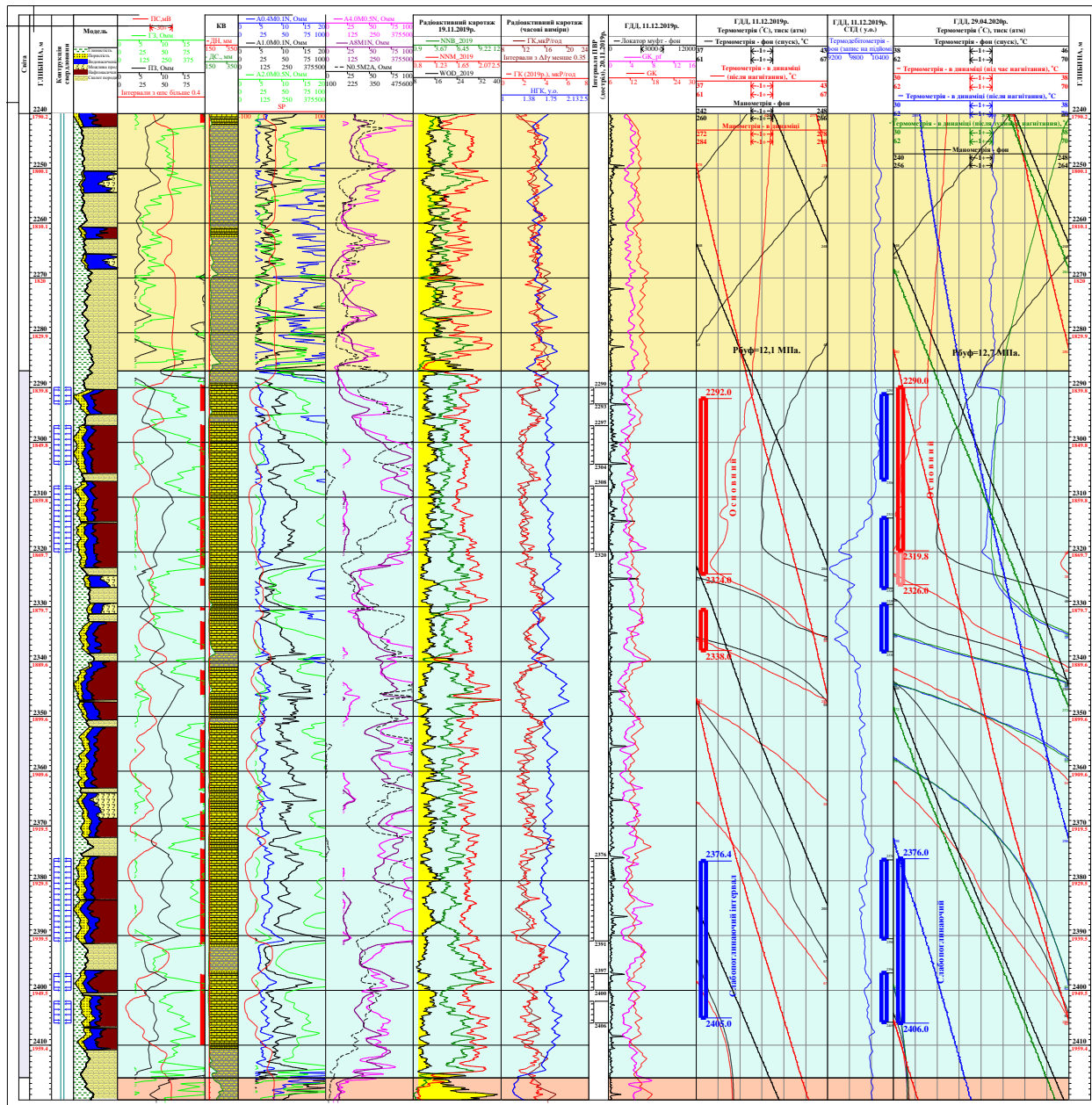


- | | | |
|--|---|--|
| Умовні позначення літології: | характеру насичення за ГДС: | характеру насичення за результатами випробування: |
| <ul style="list-style-type: none"> Глина Пісковик Пісковик глинистий Піск.ущільнений Пісковик алевр. Алевроліт | <ul style="list-style-type: none"> Продуктивний Нафтонасичений Водонасичений Обводнений Можливо продуктивний Неколектор | <ul style="list-style-type: none"> Газоводонасичений Продуктивний Нафтонасичений Нафтоводонасичений Водонасичений Припливу не отримано |

Рисунок 1 – Планшет інтерпретації результатів досліджень у свердловині № XX1 нафтового родовища (частина 1)

замірах не відмічають. За даними механічної витратометрії на швидкостях основне поглинання рідини в стовбурі свердловини спостерігають в інтервалі 2319–2321,5 м та незначне - в інтервалах 2290–2291 м, 2296–2305 м, 2311–2316 м. У підсумку, збільшення приймальності нижньої частини вигодських відкладів в інтер-

валі 2376–2406 м після проведення кислотної обробки не спостерігали. Тому, з метою збільшення приймальності в нижню частину вигодських відкладів нагнітальної свердловини № XX1 досліджуваного нафтового родовища, було прийнято рішення про проведення ГРП.



Умовні позначення літології:	характеру насичення за ГРС:	характеру насичення за результатами випробування:
<ul style="list-style-type: none"> Глина Пісковик Пісковик глинистий Піск.ущільнений Пісковик алевр. Алевроліт 	<ul style="list-style-type: none"> Продуктивний Нафтонасичений Водонасичений Обводнений Можливо продуктивний Неколектор 	<ul style="list-style-type: none"> Газоводонасичений Продуктивний Нафтонасичений Нафтоводонасичений Водонасичений Припливу не отримано

Рисунок 2 – Планшет інтерпретації результатів досліджень у свердловині № XX1 нафтового родовища (частина 2)

Для визначення ефективності проведення ГРП у свердловині № XX1 були використані результати наступних методів: термометрії (записи термограм в динаміці та після зупинки, серії термограм в умовах більш витриманої статички), витратометрії (записи механічного витратоміра з оцінкою профілю приймальності),

гамма-каротажу та методу магнітної локації муфт (для прив'язки до розрізу) та акустичної цементометрії (АКЦ). Дослідження проводили в два етапи: перший етап – геофізичні дослідження перед проведенням ГРП; другий етап – геофізичні дослідження після проведення ГРП.

Оцінка стану свердловини до початку проведення ГРП здійснювали за допомогою наступного комплексу промислово-геофізичних досліджень (ПГД) (рис. 1, рис. 2): шаблонування в інтервалі глибин від 0 м до 2436 м; термометрія (фоновий запис) в інтервалі від 2230 м до 2436 м (для визначення поглинаючих інтервалів обводнення); гамма-каротаж (ГК) та магнітний локатор муфт (МЛМ) з метою прив'язки до розрізу в інтервалі від 2300 м до 2436 м; визначення якості цементування експлуатаційної колони (АКЦ) в інтервалі глибин від 2230 м до 2370 м. Одним з найефективніших методів виділення інтервалів обводнення (віддаючих в експлуатаційних і поглинаючих в нагнітальних свердловинах) є термометрія.

Прослідковування фронту розповсюдження в пласті води, що закачується, базується на різниці температури нагнітаючої рідини і пластових вод.

Обводнений пласт, у який закачується вода з меншою температурою ніж пластова, відмічається на термограмі від'ємною аномалією у порівнянні з геотермою (визначається за положенням точки, яка характеризується мінімальною температурою Δt). Інтервал прориву вод, що закачуються, в пласті реєструють від'ємною температурною аномалією.

Загальною ознакою затрубної циркуляції між пластами-колекторами є різке пониження геотермічного градієнта в інтервалі перетікання, навіть до нульових значень. Інтервали, що віддають нафту, відмічаються додатковим приростом температури, а ті, що обводнилися, – пониженими значеннями у порівнянні з іншими ділянками.

За даними заміру термометрії, проведеної перед ГРП, в інтервалі глибин від 2282 м до 2320 м фіксується значна від'ємна аномалія, яка свідчить про основне поглинання рідини в перфоровані інтервали. Аномалія в інтервалі 2320–2330 м, викликана поглинанням внаслідок заколонного руху рідини. За діаграмами магнітного локатора муфт вибіє свердловини знаходиться на глибині 2436 м (з врахуванням “мертвої” зони 1,4 м).

Наступним етапом є дослідження та аналіз результатів ГДС після проведення гідравлічного розриву пласта.

Після проведення ГРП з метою попередньої оцінки його результатів у свердловині №XX1 повторно (через 9 діб) було проведено: шаблонування (в інтервалі від 0 м до 2436 м), ГК для прив'язки до розрізу (в інтервалі від 2350 м до 2436 м) та термометрію (в інтервалі глибин 2230–2436 м) (див. рис. 1, рис. 2).

Прилад зупинився на глибині 2431,5 м, тому, з урахуванням “мертвої зони” приладу, вибіє свердловини знаходиться на глибині 2432,9 м. Черевик НКТ відмічають на глибині 2350,2 м, пакер – в інтервалі глибин від 2338,3 м до 2341,1 м. На термограмі спостерігають пониження температури відносно градієнту. Значна від'ємна аномалія на глибинах від 2374 м до 2406,5 м свідчить про основне поглинання рідини у перфоровані інтервали (2376–2391 м, 2397–2400 м, 2402–2406 м).

Повторний комплекс досліджень з метою визначення працюючих інтервалів ПВР було заплановано на 20 добу після проведеного ГРП (див. рис. 1, рис. 2).

Для оцінки динаміки змін та оцінки поточних характеристик свердловини №XX1 на останню дату дослідження було проведено: шаблонування в інтервалі глибин від 0 м до 2450 м; гамма-каротаж та магнітний локатор муфт з метою прив'язки до розрізу в інтервалі від 2240 м до 2440 м; термометрія та манометрія (фоновий запис) в інтервалі від 2240 м до 2440 м; термометрія та манометрія (замір в працюючій свердловині, під час закачування рідини у свердловину) в інтервалі від 2240 м до 2440 м; термометрія та манометрія (замір в зупиненій свердловині, після закачування рідини в свердловину) в інтервалі від 2240 м до 2440 м.

Згідно з каротажною кривою МЛМ вибіє свердловини розташований на глибині 2432,4 м (“мертва зона” – 1,4 м). На термограмі при фоновому замірі температури спостерігають значне її зменшення відносно градієнта в інтервалі глибин від 2264 м до 2350 м з досягненням мінімального значення 38,8 °С в інтервалі 2300–2330 м. Нижче вздовж розрізу свердловини спостерігають незначні від'ємні аномалії в інтервалі 2376–2389 м. Присутність перфорованих пластів-колекторів на глибині від 2397 м до 2407 м викликає температурні аномалії найбільшої амплітуди. На термограмі робочого заміру під час закачування зміна градієнту температури в інтервалі глибин від 2264 м до 2322 м відсутня. Спостерігають незначне підвищення температури в інтервалах 2322–2350 м, 2350–2407 м. Різке збільшення температури відмічається нижче глибини 2407 м.

Термограма, записана після закачування рідини, характеризується поетапним зниженням градієнта температури в інтервалі 2268–2283 м. На глибині від 2283 м до 2350 м спостерігають наявність від'ємної аномалії. Незначні від'ємні аномалії прослідковують в інтервалах 2376–2389 м, 2397–2407 м. Динаміку зміни значень температури і тиску в часі за результа-

Таблиця 1 – Результати досліджень методами термометрії та манометрії у свердловині №XX1

Глибина	Термометрія, °С	Манометрія, атм	Термометрія, °С	Манометрія, атм	Термометрія, °С	Манометрія, атм
	фон		під час закачування		після закачування	
2260,0	47,9	252	37,2	335	41,3	263
2283,0	42,0	254	37,3	338	40,4	265
2322,0	38,8	258	37,4	342	38,8	269
2350,0	42,5	261	37,7	345	39,4	271
2376,0	49,0	264	38,2	348	41,9	274
2381,0	47,9	264	38,3	348	41,5	274
2389,0	48,1	265	38,6	349	42,2	275
2397,0	47,2	266	38,8	350	41,9	276
2400,0	45,7	266	38,8	350	41,4	276
2407,0	52,2	267	48,2	351	48,9	277
2430,0	62,5	270	62,5	354	62,4	279

тами термометрії та манометрії наведено у таблиці 1.

У результаті проведених досліджень у свердловині №XX1 нафтового родовища можна зробити наступні узагальнення: основне поглинання рідини спостерігають через перфорований інтервал з рухом рідини в межах глибин від 2283 м до 2350 м; незначне поглинання рідини спостерігають в інтервалах 2376–2389 м, 2397–2407 м; нижче глибини 2407 м руху рідини не спостерігають.

Висновки

Основою для планування заходів з підвищення ефективної розробки покладів, збільшення охоплення (впливу) їх заводненням, використання тих чи інших методів інтенсифікації притоку, приймальності флюїдів тощо, є інформація, отримана за результатами гідродинамічних та геофізичних досліджень свердловин.

У свердловині № XX1 досліджуваного нафтового родовища, з метою уточнення колекторських та фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивних пластів, проведено комплекс геофізичних досліджень в інтервалі 2230–2440 м. З урахуванням результатів ГДС, виконаних для збільшення об’ємів нагнітання пластових вод, були заплановані ПВР у вигодських відкладах.

У результаті аналізу даних ГДС після проведення ПВР встановлено, що верхньою частиною вигодських відкладів (в інтервалі від 2292,0 м до 2338,0 м), ймовірно, поглинається від 85 % до 90 % рідини, а нижньою перфорованою частиною вигодських відкладів (в інтервалі від 2376,0 м до 2405,0 м) – від 10 % до 15 %; інтервал основного поглинання за кривими

термометрії характеризують потужною від’ємною аномалією та простежують нижче отворів перфорації, що може вказувати на заколонний рух рідини.

З метою збільшення приймальності нижньої частини розкритих відкладів вигодської світи було застосовано два методи підвищення продуктивності пластів: спочатку – кислотну обробку, яка не дала позитивного результату, а потім – метод гідравлічного розриву пласта.

Таким чином, результати гідродинамічних досліджень свідчать про те, що після проведеного ГРП, до роботи (поглинання) долучені пласти-колектори в нижній частині вигодських відкладів. Проведений аналіз вказує на ефективність ГРП, а тому доцільно розглядати можливість застосування цього методу інтенсифікації притоку продуктивних пластів з метою підвищення їх нафтовіддачі на родовищах цілого регіону.

Література

1. Качмар Ю. Д., Цьомко В. В. До 60-річчя застосування гідравлічного розриву пласта у ПАТ “Укрнафта”. *Нафтогазова галузь України*. 2015. № 4. С. 43-46.
2. Качмар Ю.Д., Бурмич Ф.М., Андрусак А.М., Григораш В.В. Нові технології потужного гідророзриву пласта. *Збірник наукових праць*. Івано-Франківськ, 2003. 302с.
3. Качмар Ю. Д. Метод визначення очікуваного тиску при проектуванні ГРП на Прикарпатті. *Нафтопромислова справа*. 1990. № 8. С. 25-29.

4. Качмар Ю. Д. До визначення тисків і витрати рідини при плануванні ГРП. *Нафтова і газова промисловість*. 1991. № 2. С. 25-27.
5. Качмар Ю. Д., Меркур'єв А. Б., Бурмич Ф. М., Савка В. М. Застосування потужних гідравлічних розривів пласта на родовищах України. *Нафтова і газова промисловість*. 1999. № 4. С. 28-31.
6. Krasnikova O., Lisny G., Vyzhva S. Current state of application of hydraulic fracturing microseismic monitoring methods. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv: Geology*. 2021. No 4(95). P. 64-71.
7. Старостін В.А., Федак І.О. Перспективи радонового індикаторного методу у визначенні обводнених інтервалів продуктивних пластів, насичених в'язкою нафтою (на прикладі Семнівського нафтового родовища). *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2006. № 2 (19). С.15–19.
8. Kurose S. Requiring the Use of Tracers in Hydraulic Fracturing Fluid to Trace Alleged Contamination. *Sustainable Development Law & Policy*. 2014, 14, no. 3. P. 43, 54.
9. Колодій В. В., Бойко Г. Ю., Бойчевська Л. Е. та ін. Карпатська нафтогазоносна провінція. Львів; Київ: ТОВ "Український Видавничий центр", 2004. 390 с.
10. Атлас родовищ нафти і газу України: у 6 т. / Гол. ред. Іванюта М. М. Львів: Центр Європи, 1998. Т. 5: Західний нафтогазоносний регіон. 327 с.
11. Бойко Г. Ю. Надвисокопродуктивні нафтові свердловини. *Нафтова і газова промисловість*. 2000. № 3. С. 32-37.
5. Kachmar Yu. D. Merkuriev A. B., Burmych F. M., Savka V. M. Zastosuvannia potuzhnykh hidravlichnykh rozryviv plasta na rodovyshchakh Ukrainy. *Naftova i hazova promyslovist*. 1999. No 4. P. 28-31.
6. Krasnikova O., Lisny G., Vyzhva S. Current state of application of hydraulic fracturing microseismic monitoring methods. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv: Geology*. 2021. No 4(95). P. 64-71.
7. Starostin V.A., Fedak I.O. Perspektyvy radonovoho indykatornoho metodu u vyznachenni obvodnennykh intervaliv produktyvnykh plastiv, nasychenykh viazkoiu naftoiu (na prykladi Semenivskoho naftovoho rodovyshcha). *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2006. No 2 (19). P. 15–19.
8. Kurose S. Requiring the Use of Tracers in Hydraulic Fracturing Fluid to Trace Alleged Contamination. *Sustainable Development Law & Policy*. 2014, 14, no. 3. P. 43, 54.
9. Kolodii V. V., Boiko H. Yu., Boichevska L. E. ta in. Karpatska naftohazonosna provintsiia. Lviv; Kyiv: TOV "Ukrainskyi Vydavnychiy tsentr". 2004. 390 p. [in Ukrainian]
10. Atlas rodovyshch nafty i hazu Ukrainy: u 6 t. / Hol. red. Ivaniuta M. M.. Lviv: Tsent Yevropy, 1998. Vol. 5: Zakhidnyi naftohazonosnyi rehion. 327 p. [in Ukrainian]
11. Boiko H. Yu. Nadvysokoproduktyvni naftovi sverdlovyny. *Naftova i hazova promy-lovist*. 2000. No 3. P. 32-37. [in Ukrainian]

References

1. Kachmar Yu. D., Tsomko V. V. Do 60-richchia zastosuvannia hidravlichnoho rozryvu plasta u PAT "Ukrnafta". *Naftohazova haluz Ukrainy*. 2015. No 4. P. 43-46. [in Ukrainian]
2. Kachmar Yu.D., Burmich F.M., Andrusyak A.M., Grigorash V.V. Novi tehnologiyi potuzhnogo gidrorozryvu plasta. *Zbirnik naukovih prats*. Ivano-Frankivsk, 2003. 302 p. [in Ukrainian]
3. Kachmar Yu. D. Metod vyznachennia ochikovanoho tysku pry proektuvanni HRP na Prykarpatti. *Naftopromyslova sprava*. 1990. No 8. P. 25-29. [in Ukrainian]
4. Kachmar Yu. D. Do vyznachennia tyskv i vytraty ridyny pry planuvanni HRP. *Naftova i hazova promyslovist*. 1991. No 2. P. 25-27. [in Ukrainian]